

„Zeszyty Teoretyczne Rachunkowości”, tom 67 (123), SKwP, Warszawa 2012, s. 115–133.

Ocena przydatności metody SMOG do wyceny wartości złóż węglowodorów w sprawozdaniach finansowych firm naftowych

Robert Uberman *

Wprowadzenie

Wycena wartości złóż węglowodorów staje się istotnym zagadnieniem dla wielu polskich firm notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Do tradycyjnie już kontrolującego tego typu aktywa PGNiG dołączyło kilka dalszych spółek zajmujących się poszukiwaniem ropy naftowej i gazu: PKN Orlen, Lotos czy Petrolinvest. Należy spodziewać się, że wcześniej czy później złoża węglowodorów będą zajmować coraz bardziej znaczącą pozycję w bilansach tych firm. Istnieje więc uzasadniona potrzeba przeglądu metod wyceny tego typu aktywów stosowanych w tych krajach świata, które zakumulowały odpowiednią bazę doświadczeń.

Niniejszy artykuł jest poświęcony jednej ze stosowanych przez regulacje amerykańskie w raportowaniu finansowym metod wyceny złóż ropy i gazu ziemnego, mianowicie wystandaryzowanej wartości zdyskontowanych przepływów gotówki ze złóż ropy i gazu ziemnego SMOG (*Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Related to Proved Oil and Gas Reserves*). Obowiązek raportowania tej kategorii został wprowadzony w odniesieniu do informacji dodatkowej jako części ujawnień dotyczących zasobów omawianych kopalin. Metoda ta jest relatywnie rzadko prezentowana w literaturze naukowej (Wright, Gallun, 2008, s. 637–666; Johnston, Bush, 1998, s. 251–253), co kontrastuje z mnogością prac dotyczących wykorzystania podejścia dochodowego w ogóle.

W konsekwencji zachodzących zmian w środowisku makroekonomicznym, takich jak zwiększające się znaczenie wpływu czynników niematerialnych na wartości ujawniane w sprawozdaniach finansowych, następuje ciągła rewizja poglądów na stosowane do celów sprawozdawczości finansowej metodologie wyceny wartości aktywów¹. Generalnie panuje konsens co do tego, że jednym z najtrudniejszych wyzwań stojących przed nauką rachunkowości jest adaptacja metod coraz bardziej uzależniających wartość aktywów od ich zdolności do generowania przyszłych dochodów. Jak słusznie bowiem podniósł K. Sawicki (2009), „wiarygodność informacji finansowych dla zarządu i użytkowników zewnętrznych może być wątpliwa,

* Dr Robert Uberman, docent, Katedra Handlu Zagranicznego Krakowskiej Akademii im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego w Krakowie, e-mail: robertuberman@poczta.onet.pl

¹ Obecnie obowiązujące regulacje w tym zakresie, zawarte w MSSF i polskich przepisach rachunkowości, w sposób syntetyczny przedstawiła m.in. L. Poniatowska (2009).

jeżeli w wysokim stopniu opiera się na estymacji przyszłości, która zawsze jest niepewna”. To radykalne stwierdzenie oddaje całą złożoność problemu, przed którym stoją teoretycy i praktycy rachunkowości.

Podejście historyczne, wyrażone przede wszystkim metodą kosztu historycznego, dawało i daje bowiem komfort pewności. Oczywiście nie jest to metoda absolutnie obiektywna w tym sensie, że podlega ona w jakiś stopniu arbitralnym decyzjom zarządów, np. w zakresie alokacji pośrednich kosztów nabycia czy stawek amortyzacji, niemniej jednak w swojej istocie opiera się na zdarzeniach pewnych. Natomiast każda wycena wartości oparta na przyszłych korzyściach będzie bazować na hipotezach odnośnie do kształtowania się kluczowych czynników ją wyznaczających

W tym kontekście niemożliwe jest określenie jedynej prawidłowej wartości, można mówić co najwyżej o spójności metodologicznej stosowanych algorytmów obliczeń.

Istnieje wszakże druga strona problemu: to właśnie przyszłe, a nie przeszłe korzyści ekonomiczne warunkują wartość aktywów. Stąd też rosnąca presja na uwzględnianie metod opartych na estymacji przyszłych parametrów ekonomicznych w prezentowanych sprawozdaniach finansowych. Obecnie są one wykorzystywane w najszerszym stopniu przy wykonywaniu tzw. testów na utratę wartości oraz szacowaniu wysokości rezerw.

Metodologia obliczania wartości SMOG jest obarczona wszystkimi ograniczeniami i ryzykami, które charakteryzują metody dochodowe w ogólności oraz metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych jako taką. Charakteryzuje ją ponadto znaczna restrykcyjność założeń – większość z nich, w większości innych przypadków analizowana i przyjmowana przez wyceniającego adekwatnie do charakteryzowanych aktywów, jest narzucona z góry przez regulatora i musi być stosowana jednolicie. Chodzi tu przede wszystkim o stosowaną cenę węglowodórów oraz stopę dyskonta. Intencją amerykańskiej Rady Standardów Rachunkowości Finansowej (Financial Accounting Standards Board – FASB) było z pewnością zapewnienie maksymalnej porównywalności otrzymywanych wyników między firmami. Fakt ten pogłębia jednak problemy z wykorzystaniem SMOG jako realnego wskaźnika wartości złóż.

Celem prezentowanego artykułu jest omówienie dotychczasowych doświadczeń w stosowaniu metodologii SMOG na podstawie dostępnej literatury oraz sprawozdań wybranych firm wielkość tę raportujących w celu wskazania jej istotnych zalet i ograniczeń. Realizując go posłużono się w pierwszym rzędzie analizą dostępnej literatury przedmiotu obejmującą z konieczności głównie prezentacje konferencyjne i komentarze do sprawozdań finansowych. Wyniki tej kwerendy uzupełniono bardzo prostą analizą statystyczną kluczowych, z punktu widzenia omawianego zagadnienia, parametrów ekonomicznych.

1. Problemy związane z uwzględnianiem wartości aktywów geologiczno-górnich w sprawozdaniach finansowych firm

Problem uwzględniania wartości aktywów geologiczno-górnich w sprawozdaniach finansowych firm górniczych jest bardzo złożony. Brakuje ogólnie uznanych, kompleksowych zasad w tym zakresie, które byłyby przestrzegane we wszystkich krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej, a jednocześnie mających znaczące zasoby minerałów². „Do tej pory nie opracowano bowiem MSSF specjalnie poświęconego ujęciu księgowemu powyższych zagadnień, które zostały wyłączone z zakresu MSR nr 38 *Wartości niematerialne*. Ponadto prawa do zasobów mineralnych oraz zasoby mineralne, takie jak ropa naftowa, gaz ziemny i podobne nieodnawialne zasoby naturalne wyłączono z zakresu MSR nr 16 *Rzeczowe aktywa trwałe*” (*Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej*, 2007). 9 grudnia 2004 r. został wprowadzany wydany MSSF nr 6 dotyczący wyceny aktywów wytworzonych na etapie poszukiwań geologicznych i oceny zasobów kopalin, ale pokrywa on swoim zakresem tylko pewną część omawianej problematyki. Przyznał to otwarcie przewodniczący Rady Standardów Rachunkowości (International Accounting Standards Board – IASB) w wystąpieniu poprzedzającym ogłoszenie tego standardu: „Wprowadzenie szeroko akceptowanego standardu regulującego wielorakie, złożone praktyczne i teoretyczne problemy rachunkowości przedsiębiorstw górniczych jest przedmiotem troski IASB. Tym niemniej Rada nie mogła nawet liczyć na osiągnięcie konsensu w wymaganym terminie (...) IASB wprowadza MSSF nr 6, aby zaoferować wstępne wskazówki dotyczące niektórych działalności bez obciążania branży nadmiernymi kosztami (...)” (*IASB issues Standard on...*, 2004). Również w Stanach Zjednoczonych obowiązujące standardy rachunkowości U.S. GAAP nie zawierają kompleksowej regulacji tego problemu.

Złoża kopalin mają wiele specyficznych cech, które znacząco utrudniają zastosowanie każdego z dwu zalecanych przez regulatorów podejść do wyceny aktywów, zarówno tego opartego na koszcie historycznym, jak i na wartości rynkowej.

Podejście kosztowe jest bowiem użyteczne w odniesieniu do aktywów, które mogą być zastąpione innym aktywem spełniającym te same funkcje i są relatywnie nowe (*International Valuations Standards*, 2005, s. 57). W przypadku złóż minerałów podejście kosztowe najczęściej nie daje wyników, które mogą interesować odbiorców sprawozdań finansowych. Nie są one bowiem wytwarzane, a odkrywane. Z zachowaniem proporcji można powiedzieć, że koszt ich odkrycia ma się tak do ich wartości (obojętnie jak definiowanej), jak koszt druku banknotu do jego nominału. Istnieją szczególne przypadki, w których podejście kosztowe może mieć uzasadnienie, lecz występują one relatywnie rzadko (Uberman, 2011).

Również stosowanie podejścia opartego na wartości rynkowej napotyka istotne trudności. Jest ono bowiem rozumiane przez regulatorów rachunkowości o wiele

² Tradycyjnie do takich krajów zalicza się: Australię, Kanadę, RPA, Stany Zjednoczone i Wielką Brytanię (KPMG, 2003, s. 6).

bardziej wąsko niż przez wyceniających (świadczy o tym już nazewnictwo: *revaluation model* – model oparty na wartości przeszacowanej, a nie *market value model* – model oparty na wartości rynkowej) (Bonham, 2004, s. 629–631). Podstawową przesłanką do zastosowania tego podejścia jest bowiem istnienie tzw. aktywnego rynku dla wycenianego składnika aktywów, który to rynek musi spełniać następujące kryteria:

- aktywa będące przedmiotem obrotu muszą być homogeniczne;
- aktywni sprzedający i kupujący mogą być zidentyfikowani w dowolnym momencie;
- ceny transakcyjne muszą być publikowane.

Łatwo zauważyć, że praktycznie żadne złoża minerałów nie spełniają powyższych warunków.

Jak widać na podstawie powyższych rozważań, wartość złóż jest odzwierciedlana w sprawozdaniach finansowych na podstawie metodologii, których użyteczność z punktu widzenia interesariuszy jest co najmniej wątpliwa³. W konsekwencji od wielu lat trwają badania nad wprowadzeniem do sprawozdawczości finansowej nowych metod, które pozwoliłyby w sposób bardziej zgodny z rzeczywistością przedstawiać ich wartość. Jednak z jednym wyjątkiem żadne z proponowanych w ich wyniku rozwiązań nie zostało zaakceptowane przez właściwe organy stanowiące prawo w omawianym zakresie. Wyjątkiem tym jest tzw. standardowy pomiar (wartości) rezerw ropy i gazu – SMOG (*Standardized Measure of Oil and Gas*), wprowadzony jako obowiązkowy składnik informacji dodatkowej sprawozdań finansowych amerykańskich firm naftowych (precyzyjnie, sporządzających sprawozdania według amerykańskich GAAP).

2. Metodologia określania wystandaryzowanej wartości zdyskontowanych przepływów gotówki ze złóż ropy i gazu ziemnego

Amerykański Standard Rachunkowości Finansowej SFAS no. 69 przewiduje w przypadku firm naftowych (a ściślej biorąc, firm o znaczącym udziale działalności związanej z wydobywaniem węglowodorów w całości ich operacji) załączanie do raportów rocznych tzw. uzupełniającej informacji dotyczącej działalności związanych z ropą i gazem (*supplementary information on oil and gas exploration and production activities*), na którą składają się następujące ujawnienia:

- zasoby ropy i gazu,
- skapitalizowane koszty dotyczące działalności związanej z wydobywaniem,
- poniesione koszty związane z poszukiwaniem, zagospodarowaniem i eksploatacją złóż,

³ Przeglądając różne klasy aktywów ujmowanych (lub nie) w sprawozdaniach finansowych z podobnymi problemami można spotkać się również w niektórych innych przypadkach, np. przy wycenie wartości marki czy kapitału ludzkiego.

- wynik operacyjny z działalności wydobywczej,
- będący przedmiotem niniejszego artykułu, tzw. standardowy pomiar (wartości) przepływów gotówki związanych z rezerwami ropy i gazu – SMOG.

Należy podkreślić, że wprowadzenie wymogu raportowania SMOG wzbudziło wiele kontrowersji, a kilku członków amerykańskiej Rady Rachunkowości Finansowej złożyło zdania odrębne. Podnieśli oni, że wyznaczana zgodnie z ustanowioną metodologią wielkość nie będzie w żaden sposób wiarygodna, gdyż nie odnosi się do żadnego realnie istniejącego w momencie obliczania zjawiska. Stąd też nie może być w pełni weryfikowalna. Wskazali oni, że audytor może jedynie odnieść się do matematycznej poprawności wykonanych obliczeń, ale nie ma narzędzi pozwalających porównać ich wyniki do jakiegokolwiek obiektywnego punktu odniesienia, np. zawartych transakcji kupna/sprzedaży, poniesionych kosztów, musiałby bowiem umieć przewidywać przyszłość. W samym tekście SFAS no. 69 przyznano, że wymagana metodologia nie odzwierciedla wartości rynkowej zasobów ropy i gazu, a jedynie jest jej uproszczonym wskaźnikiem.

Narzucone w U.S. GAAP zasady obliczania SMOG zakładają, że wartość zasobów w złożach wylicza się przy następujących założeniach (SFAS no. 69, s. 30–34):

- ustala się, że wartość zasobów odpowiada wystandaryzowanemu przepływowi gotówki generowanemu w wyniku ich wydobywania;
- zarząd raportującej spółki zakłada (i odpowiada za to założenie) określony okres eksploatacji złoża;
- zakłada się, że ceny realizacji sprzedaży kopaliny będą stałe i równe cenom na koniec roku sprawozdawczego (obrotowego), chyba że zawarto kontrakty na przyszłe dostawy z ustaloną ceną (*de facto* kontrakty typu *forward* lub *futures*);
- zakłada się, że koszty eksploatacji również będą stałe i równe przewidywanemu poziomowi kosztów wydobywania analizowanych zasobów według stanu na koniec roku sprawozdawczego (obrotowego) – za ich wyznaczenie odpowiada zarząd spółki;
- przyjmuje się stałą, narzuconą przez Standard stopę dyskonta równą 10%;
- przyjmuje się stopy podatku dochodowego i innych obciążeń fiskalnych obowiązujące na koniec roku sprawozdawczego (obrotowego) z uwzględnieniem uchwalonych już zmian w prawie (Wright, Gallun, 2008, s. 623–624).

Praktyka stosowania SMOG pokazała, że wszystkie wyżej wspomniane zasady wzbudzają istotne kontrowersje. Czas eksploatacji złoża tylko pozornie jest parametrem prostym do określenia. Najczęściej wylicza się go za pomocą wzoru: zasoby operatywne złoża (*proved reserves*, przy czym, zgodnie z informacją poniżej, definicje polska i angielska nie są w całości zgodne) podzielone przez wydobywanie roku poprzedzającego. Jednak nawet pobieżna analiza obu tych czynników wskazuje na liczbę i kompleksowość założeń i szacunków, jakich muszą dokonać osoby odpowiedzialne za raportowanie tych wielkości.

Jeśli chodzi o zasoby złoża, to należy przede wszystkim mieć na uwadze fakt, że nie istnieje jedna uniwersalna metodologia klasyfikacji zasobów stosowana na świecie (Nieć, 2008). Ponieważ SMOG jest koncepcją amerykańską, firmy ją stosujące są zobowiązane do stosowania definicji przyjętych przez SEC (Securities

and Exchange Commission), ujętych w SFAS no. 69 oraz Zasadzie (*Reg.*) S-X 4-10 (Wright, Gallun, 2008, s. 637–639). Te z kolei są oparte na wytycznych wypracowanych przez połączone towarzystwa: Towarzystwo Inżynierów Górnictwa Naftowego (Society of Petroleum Engineers – SPE), Towarzystwo Taksatorów Górnictwa Naftowego (Society of Petroleum Evaluation Engineers – SPEE), Amerykańskie Stowarzyszenie Geologów Naftowych (American Association of Petroleum Geologists – AAPG) oraz Światową Radę Górnictwa Naftowego (World Petroleum Council – WPG), ale w niektórych punktach są od nich różne.

Ogólnie podstawowymi kryteriami zaliczania zasobów do zasobów operatywnych są (Wood, 2008; Smith, Roemer, 2008):

- pewność odnośnie do wielkości zasobów – przyjmuje się, że błąd szacunku powinien mieścić się w przedziale 2–7 %;
- możliwość ekonomicznie opłacalnego zagospodarowania, na co składają się następujące czynniki:
 - ✓ kryteria ekonomiczne oceniającego (z tym, że *Reg.* S-X 4-10 zakazuje stosowania innych cen węglowodorów niż ceny bieżące lub wynikające z zawartych kontraktów terminowych);
 - ✓ brak istotnych ograniczeń podjęcia eksploatacji (np. względy ochrony środowiska);
 - ✓ możliwość pozyskania wszystkich wewnętrznych i zewnętrznych pozwoleń;
 - ✓ istnienie woli właściciela praw do eksploatacji do jej podjęcia w rozsądnym czasie.

Łatwo zauważyć, że czynniki kształtujące opisane powyżej kryteria są dynamiczne i podlegają jednak częściowo subiektywnej ocenie. Najogólniej rzecz biorąc, wpływ na nie mają:

- zmiany metod geologicznych, zwłaszcza w zakresie dokumentowania złóż;
- zmiany metod wydobywczych;
- rozwój przemysłu rafineryjnego i chemicznego;
- tendencje rynkowe.

Dynamikę oddziaływania tych czynników na wielkość zasobów obrazuje przypadek bardzo znanego złoża Oseberg na Morzu Północnym (ropa z tego złoża jest jednym z czterech gatunków reprezentowanych w blendzie notowanym jako Brent). Zostało ono odkryte w 1981 r., a jego eksploatację podjęto siedem lat później. Pierwotnie zasoby operatywne określono na 116 milionów m³. W 1993 r., po pięciu latach eksploatacji, a dwanaście lat po odkryciu, zasoby te wyniosły już 254 mln m³ w wyniku wprowadzenia w tym okresie dwunastu nowych metod i technik zarówno w zakresie badań geologicznych, jak i metod eksploatacji, z których najbardziej znana jest metoda wierceń poziomych.

Problem ten wyjaśniłoby oczywiście wprowadzenie metod pozwalających na eksploatację tzw. niekonwencjonalnych złóż ropy i gazu. Innym, znanym od lat problemem klasyfikacyjnym są zasoby piasków roponośnych, w przypadku których SEC konsekwentnie odmawia zaklasyfikowania ich do zasobów węglowodorów objętych omawianym raportowaniem, zaliczając je do zasobów klasycznego górnictwa minerałów.

SEC oczywiście wymaga, aby oceniając wielkość zasobów, brać pod uwagę metody znane i dostępne jednostce na moment sporządzania sprawozdania finansowego. Nie istnieje jednak żaden oficjalny katalog w tym zakresie. Ponadto niektóre z metod mogą być przedmiotem zastrzeżeń prawnych. Wszystko to powoduje, że zarządy jednostek, czyli w praktyce koncernów naftowych, chcąc nie chcąc muszą poczynić wiele indywidualnych założeń, które *de facto* nie są przedmiotem ujawnień. Stąd też istnieje bardzo poważne ryzyko braku porównywalności w wyżej wymienionym zakresie.

Ryzyko to zwiększa fakt, że chociaż informacje o zasobach ropy i gazu są umieszczane w sprawozdaniach finansowych i stanowią ich istotną część, to nie podlegają one stosownym procedurom audytu zewnętrznego.

Rozmiar zagrożenia wynikający z braku zewnętrznego nadzoru nad procesem obliczania zasobów złóż uwiódł przypadek Shella. W styczniu 2004 r., w następstwie wewnętrznego audytu, koncern ten ujawnił konieczność reklasyfikacji zasobów ocenianych na niecałe cztery miliardy baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (*boe*) do kategorii niezaliczanych do zasobów operatywnych, co odpowiadało niecałej połowie pierwotnie raportowanych zasobów operatywnych ropy naftowej. Konieczność reklasyfikacji wynikała, jak to eufemistycznie określono, z faktu, że objęte nią złoża nie w pełni odpowiadały kryteriom narzuconym przez SEC. W sierpniu 2004 r. brytyjski nadzór finansowy i SEC ogłosiły swoją decyzję w tej sprawie, a następnie zawarły ugodę z Shellem, na bazie której zgodził się on zapłacić 120 milionów USD grzywny, jednakże nie przyznając ani nie odrzucając postawionych w trakcie badania zarzutów (Hodges, 2008, s. 75–76).

Jeśli chodzi o wielkość wydobywania, to parametrami, które kształtują jego wielkość, są:

- bieżące ceny,
- struktura podaży ropy (gatunkowa, geograficzna).

Założenie o przyjęciu cen ropy na ostatni dzień roku sprawozdawczego, zmienione od 31 grudnia 2009 r. (*Extractive Activities...*, 2010) należy rozpatrywać w dwu aspektach:

- czasu wyznaczania ceny,
- gatunku ropy, który ma służyć za punkt odniesienia.

Przed zmianą wprowadzoną od 2010 r. SFAS no. 69 jednoznacznie nakazywał stosowanie cen obowiązujących na dzień sporządzania sprawozdania finansowego (oczywiście, jeżeli nie zachodził przypadek zawarcia kontraktów terminowych). Wybór notowań z końca roku wydawał się uzasadniony paradygmatem o istotności przyszłych cen, którym czasowo najbliższe jest właśnie to ostatnie notowanie. Najbardziej logiczne byłoby przyjęcie wartości wynikających z kontraktów terminowych ropy. Problem w tym, że instrumenty te o terminach realizacji dłuższych niż rok są dość rzadkie; powszechnie stosowany raport cenowy Platt's podaje kwotowania kontraktów terminowych o terminie realizacji 1–12 miesięcy (*Crude Oil Marketwire*, 2012). Jest to zdecydowanie za krótki horyzont w porównaniu do wieloletnich okresów szczyptywalności złóż.

W tej sytuacji pozostaje wykorzystanie jakiejś uniwersalnej prognozy cen. Obok samych koncernów naftowych opracowuje i publikuje je wiele instytucji, z których

najbardziej chyba znanymi są te przygotowywane przez amerykańską Agencję Informacyjną Departamentu Energetyki Stanów Zjednoczonych w Waszyngtonie oraz Międzynarodową Agencję ds. Energii w Paryżu. Można sobie wyobrazić regulacje, na bazie której w modelu SMOG jest wykorzystywana jedna z nich (na marginesie: agencje te prezentują swoje prognozy w kilku scenariuszach, co pogłębiłoby jeszcze problem wyboru) lub jakaś kombinacja obu.

Zasada ta, aczkolwiek na pozór logiczna, byłaby jednak tylko pozornie słuszną. Do trafności projekcji autorstwa nawet najbardziej renomowanych ośrodków można mieć wiele zastrzeżeń. W przypadku takiego rozwiązania doszedłby jeszcze jeden istotny i negatywny czynnik: prognozy te stałyby się ważnym czynnikiem kształtującym wartość aktywów koncernów naftowych, które zyskałyby w ten sposób zdecydowanie mocniejszą niż obecnie motywację do wpływania na ich kształt. Tak więc decyzję FASB o stosowaniu w modelu cen historycznych, lecz możliwie najmniej odległych w czasie, należy uznać za słuszną.

Problemem pozostaje wybór adekwatnego cyklu notowań. Na pozór to właśnie najbliższe teraźniejszości notowanie jest zarazem najbliższe przyszłym cenom. Tym niemniej istnieje wiele argumentów przeciwko używaniu jednego, a zwłaszcza tak określonego wskaźnika, jako punktu odniesienia do jakichkolwiek długoterminowych prognoz. Notowanie z konkretnego dnia odzwierciedla bowiem nie tylko czynniki długoterminowe, ale jest też kształtowane przez nieraz spektakularne, a nawet fałszywe informacje bieżące. W przypadku, gdy koncern sporządza sprawozdania roczne w cyklu zgodnym z rokiem kalendarzowym tym dniem notowań był ostatni dzień roboczy grudnia, czyli najbardziej chyba specyficzny dzień na giełdach całego świata.

Wspomniana powyżej zmiana SFAS no. 69 wprowadza zasadę, że do modelu SMOG przyjmuje się ceny obliczone tak samo jak do wyznaczenia wartości rezerwy ropy i gazu, a więc średnie z 12 miesięcy poprzedzających dzień, na który sporządzono sprawozdanie finansowe. Jest to zdecydowanie lepsze rozwiązanie. W praktyce budowania modeli przyszłych przepływów pieniężnych wychodzi się bowiem ze średnich kilkumiesięcznych lub nawet kilkuletnich, więc okres 1 roku mieści się w przedziale wyznaczonym przez praktyków wyceny (Beninga, Sarig, 2000).

Z ustalaniem cen ropy wiąże się jeszcze inny problem, a mianowicie klasyfikacji jakościowych tego produktu. Gatunków ropy jest bardzo wiele i różnią się one dość znacznie pod względem parametrów fizyko-chemicznych, a przez to mają też różną wartość ekonomiczną. Na przykład w 2010 r. w samym tylko transporcie morskim występowało łącznie blisko 100 rodzajów tego surowca. Różnice w podstawowym parametrze, jakim jest ciężar właściwy według API, były między nimi bardzo duże, od najlżejszej z indeksem 16,1 (tzw. ropa Merey) po najcięższą z indeksem 49,2 (Karachaganak). Spośród nich największe wolumeny dotyczyły gatunków Arabian Light i Ural, ale wynosiły one około 50 mln t, nie stanowiąc z osobna nawet 10% całości (Harrison, 2010, s. 40–44). Notowane na głównych giełdach są cztery gatunki: Brent, WTI (West Texas Intermediate), Dubai oraz Nigerian Forcados (*Ropa naftowa...*, 2006, s. 62–68).

Dla krajów Europy Środkowej duże znaczenie mają też notowania ropy Ural (zwanej inaczej Repco – Russian Blend). Różnice w notowaniach między nimi w skrajnym wypadku sięgają 20%. Ropa naftowa występująca w konkretnych złożach na ogół nie odpowiada dokładnie charakterystyką jakościową wyżej wymienionym gatunkom. Mało tego, na ogół nie ma pewności odnośnie do właściwości fizyko-chemicznych całości zasobów, są to bowiem jedynie szacunki oparte na różnego typu badaniach, w tym próbkach. Z wyżej wymienionych powodów jako trafną należy ocenić zmianę zakładającą, że pod uwagę bierze się średnie notowania tych gatunków, które przynajmniej z grubsza odpowiadają klasom jakościowym zalegającej kopaliny. Wprowadza ona wprawdzie kolejny element uznaniowości, ale pole dowolności nie jest tak duże jakby na pozór się wydawało. Przemysł naftowy wypracował bowiem w miarę zamkniętą listę parametrów różnicujących wartość ekonomiczną poszczególnych gatunków ropy: zawartość siarki, parafin, gęstość itd. Tak więc istnieje pewien punkt odniesienia pozwalający audytorom na ocenę wiarygodności dokonywanych szacunków cen.

Włączenie klauzuli pozwalającej określać ceny węglowodorów na podstawie zawartych transakcji terminowych, w odniesieniu do wolumenów nimi objętych, tylko na pozór jest niekontrowersyjne. Przecież jednym z zasadniczych celów wprowadzenia SMOG było ułatwienie porównań między koncernami naftowymi. Tymczasem umożliwienie wyceny przychodów z wykorzystaniem dwu różnych metod istotnie narusza tę zasadę. Przecież łatwo sobie wyobrazić przypadek, w którym dwa koncerny mają po połowie udziałów w jakimś polu naftowym, przy czym tylko jeden z nich zdecydował się na zawarcie wieloletniego kontraktu terminowego obejmującego większość przypadających mu zasobów. Wartość SMOG w odniesieniu do takich samych przecież zasobów może się nawet znacząco różnić.

Podobny jak opisany powyżej skutek, może mieć samodzielne przyjmowanie założeń odnośnie do kosztów eksploatacji przez zarządy raportujących koncernów. Jednakże w tym zakresie trudno sobie nawet wyobrazić alternatywne rozwiązanie. Oczywiście istnieją pewne standardy kosztowe, ale dotyczą one tylko niektórych, najbardziej uniwersalnych składników, np. stawek za wynajęcie platform wiertniczych.

Wymóg stosowania jednolitej 10-proc. stopy dyskonta był argumentowany koniecznością zapewnienia porównywalności prezentowanych wartości. Lata 70. ubiegłego wieku były okresem wysokich stóp procentowych, a narzędzia ich ustalania dopiero kształtowały się. Na przykład artykuły prezentujące obecnie chyba najbardziej znany model zawierający metodologię ich określania – model wyceny aktywów kapitałowych (*Capital Asset Pricing Model* – CAPM) zostały opublikowane w latach 1961–1966. Istniała więc uzasadniona obawa, że zostawienie tej kwestii uznaniu zarządów może spowodować znaczne różnice w tym zakresie, w oczywisty sposób utrudniając porównywanie wyników. Obecnie wydaje się, że obawy te nie znajdują już takiego oparcia w realnych uwarunkowaniach. W przypadku wielu innych elementów sprawozdań finansowych do obliczeń stosuje się indywidualnie dobrane stopy dyskonta, oczywiście obliczone z wykorzystaniem uznanych metodologii i na podstawie ujawnionych założeń.

Generalnie rekomendowana metodologia obliczania SMOG nie spotkała się z pozytywnym przyjęciem ze strony zarządów koncernów naftowych. Najlepszym wskaźnikiem wagi ich zastrzeżeń niech będzie fakt, że BP ostrzega odbiorców swoich sprawozdań finansowych przed korzystaniem z tej informacji ze względu na arbitralny charakter czynionych założeń oraz brak możliwości wykorzystania historycznych porównań (*BP 2010 Annual Report*, s. 244). Jest to chyba jedyny przypadek, aby w sprawozdaniu finansowym ukazała się nota nie tylko ograniczająca odpowiedzialność jednostki za podawane informacje, ale wręcz kwestionująca ich użyteczność.

3. Krytyka obowiązującej metodologii liczenia SMOG

Jak już wspomniano, zarówno sens publikowania informacji o SMOG, jak i metodologia obliczania tej wartości była nawet przed momentem wprowadzenia jej do regulacji SEC przedmiotem kontrowersji. W pierwszym rządzie zdecydowanej krytyce poddawane było założenie o stosowaniu cen z końca roku sprawozdawczego firmy. Ekspertci zaangażowani w dyskusję dotyczącą sensowności raportowania SMOG sugerowali przyjęcie jednego z dwu alternatywnych rozwiązań:

- stosowanie cen średnich z dłuższego okresu (np. z okresu 3 lat);
- wykorzystanie notowań z kontraktów terminowych i wyznaczenie na tej podstawie krzywej kształtowania się cen przez dłuższy okres w przyszłości (najlepiej przez cały przewidywany okres eksploatacji złoża).

Kwestia stosowania cen zabezpieczonych kontraktami terminowymi zamiast cen z końca roku raportowania była przedmiotem dyskusji na posiedzeniach SEC (*Joint Meeting with SEC Staff*, 2009, s. 9). Głównym wątkiem dyskusji była relacja pomiędzy raportowaniem SMOG zgodnie ze SFAS no. 69 a raportowaniem transakcji zabezpieczających zgodnie ze stosownymi regulacjami. Przyjęto stanowisko, na bazie którego można uznać ceny uzyskane w podpisanych na koniec roku kontraktach jako odpowiadające wymogom regulacji.

Inną, rzadziej pokazywaną konsekwencją stosowania cen z końca roku jest pogłębienie problemu porównywalności sprawozdań pomiędzy korporacjami, które zamykają rok obrotowy w innej dacie niż kalendarzowy (Gajdica, 2005, s. 16). Największą z nich jest BHP Billiton. Ponadto zwracano uwagę na fakt stosowania innych cen do wyznaczania ekonomicznej opłacalności eksploatacji złóż, a innych do wyliczania SMOG.

Wprowadzone od 1 stycznia 2010 r. zmiany tylko częściowo uwzględniły podnoszone argumenty. Zastąpienie cen z końca roku cenami używanymi do określania zasobów operatywnych, czyli średnich cen z 12 miesięcy poprzedzających dzień, na który sporządzono sprawozdanie finansowe, rozwiązało problem wewnętrznej niespójności założeń oraz wpływu krótkoterminowych czynników cenotwórczych. Ale jednocześnie pozostawiło wszystkie pozostałe problemy nierozwiązane, w szczególności problem nieadekwatności cen historycznych do wyliczania przychodów przyszłych okresów.

Drugim mocno krytykowanym elementem liczenia SMOG był fakt, że, w przeciwieństwie do cen, koszty eksploatacji miały podlegać prognozowaniu, co prawda przy założeniu poziomu cen i innych czynników ekonomicznych na koniec roku sprawozdawczego. Argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem miała być większa przewidywalność tej pozycji niż przychodów, a także konieczność uwzględnienia złóż, które na moment sporządzenia sprawozdania nie są eksploatowane, w konsekwencji nie istnieje zatem dla nich baza historyczna. Ta dwistość podejścia do przychodów i kosztów powoduje dość zasadniczą niespójność modelu i obniża jego wiarygodność.

Trzecim elementem podlegającym nasilającej się krytyce jest wymóg stosowania zunifikowanej stopy dyskonta wynoszącej 10%. Po pierwsze jest podważany sens stosowania przez wszystkie firmy tej samej wartości. Obecnie istnieje wiele uznanych i w praktyce stosowanych metod indywidualnego doboru właściwych stóp dyskonta do obliczania wielu wartości ujawnianych w sprawozdaniach finansowych. W szczególności dotyczy to np. rezerw na zobowiązania z tytułu świadczeń na rzecz pracowników czy z tytułu likwidacji i rekultywacji. Z drugiej strony istnieje świadomość, że złoża będące przedmiotem obliczeń SMOG mogą zasadniczo różnić się profilem ryzyka. Trudno przecież uznać, że w tym zakresie nie ma różnic pomiędzy złożami w amerykańskiej Luizjanie i objętej ciągłymi walkami plemiennymi delcie rzeki Niger w Nigerii, żeby sięgnąć po jeden z najbardziej przemawiających do wyobraźni przykładów.

Drugim problemem jest sama wysokość zunifikowanej stopy dyskonta. Została ona wyznaczona w 1977 r. jako nieco przewyższająca ówczesnie obowiązującą stopę wolną od ryzyka. Dokładny algorytm jej wyliczenia nie został przez SEC ujawniony, dając asumpt nawet do anegdoty, że ustalił ją intuicyjnie młody księgowy SEC Adkerson, poproszony o pomoc przez ówczesnego szefa tej organizacji Clarence'a Sampsona (Wysatta, 2005, s. 3). W obecnych warunkach jest to stopa dość wysoka, znacznie przewyższająca zarówno poziom stopy wolnej od ryzyka, jak i średnioważonego kosztu kapitału czy nawet wyznaczonego za pomocą modelu CAPM kosztu kapitałów własnych czołowych koncernów naftowych. W konsekwencji można zaryzykować stwierdzenie, że zaniżając wartość najodleglejszych przepływów, premiuje ona te firmy, których złoża mają relatywnie krótki przewidywany okres eksploatacji.

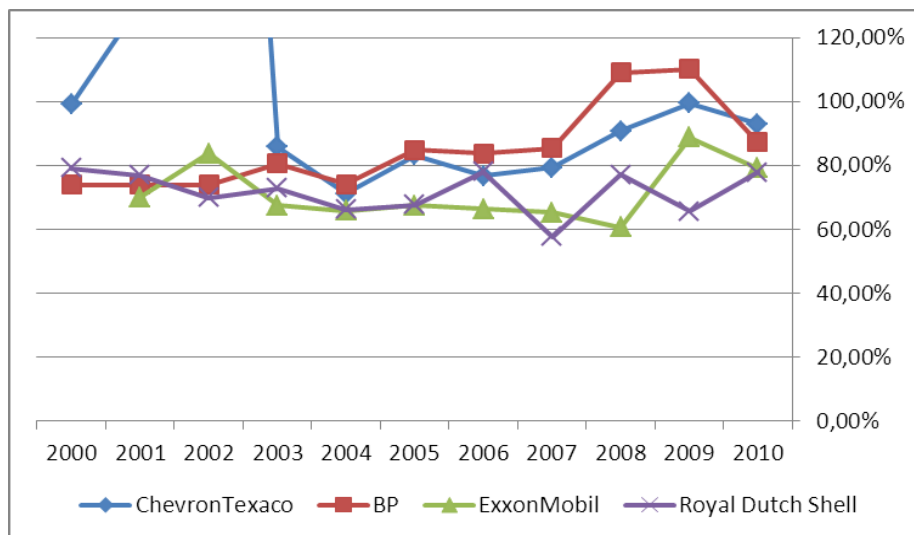
Reasumując powyższe rozważania, trudno oprzeć się wrażeniu, że wszystkie założenia metodologii stosowanej do wyliczania SMOG są poddawane uzasadnionej krytyce, a zmiany wprowadzone od 2010 r. tylko w małym stopniu wyszły jej naprzeciw.

4. Istotność informacji o wartości SMOG raportowanej przez największe firmy naftowe świata w latach 2000–2010 a kształtowanie się ich wartości rynkowej

Analiza istotności informacji o wartości SMOG dla kształtowania wartości rynkowej firm naftowych, zaprezentowana w niniejszym punkcie opracowania, została wykonana przez autora. Przeprowadzono ją na podstawie sprawozdań finansowych czterech najbardziej liczących się korporacji naftowych świata: British Petroleum, ChevronTexaco, ExxonMobil and Royal Dutch Shell. Takiego wyboru dokonano, opierając się na następujących przesłankach:

- są to cztery największe korporacje naftowe, zarówno pod względem kapitalizacji, jak i przychodów⁴;
- wszystkie cztery korporacje wywodzą się z krajów o długiej tradycji gospodarki rynkowej (Stany Zjednoczone, Wielka Brytania i Holandia);
- były one notowane na giełdzie nowojorskiej w czasie, kiedy wprowadzano SFAS no. 69 (przewidujący stosowanie SMOG); z tego też powodu zarówno one, jak i inwestorzy mieli dostatecznie dużo czasu, aby móc wyrobić sobie pogląd na użyteczność raportowania tej kategorii;
- obszar poszukiwania, udostępniania i eksploatacji złóż węglowodorów, czyli tzw. segment *upstream* ma decydujący wpływ na ich rentowność (rysunek 1).

Rysunek 1. Udział tzw. segmentu *upstream* (działalności poszukiwawczej i wydobywczej) w zysku wybranych koncernów naftowych



Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych firm.

⁴ Na prestiżowej liście „Fortune 500” największych globalnych korporacji ExxonMobil zajmował 1. miejsce, Royal Dutch Shell 3., BP 4., a Chevron 6. miejsce; następną w kolejności firma naftowa – ConocoPhillips została sklasyfikowana na 10. miejscu.

Przeglądu dokonano za lata 2000–2010. Dane zaczerpnięto ze sprawozdań finansowych analizowanych firm w głównej mierze w wersji zamieszczonej w sprawozdaniach rocznych⁵. Przyjęto zasadę analizowania danych z ostatniego sprawozdania finansowego, w którym dane dla określonego roku były raportowane (np. dane Chevrona za 2004 r. zostały w głównej mierze zaczerpnięte ze sprawozdania za 2006 r., a nie za 2004 r.). W ten sposób uwzględniono wszystkie korekty i uzupełnienia, jakich dokonano w latach następnych. Takie podejście miało kluczowe znaczenie w przypadku Shella, ponieważ korporacja ta musiała przyznać się do znacznego przeszacowania wielkości i wartości rezerw ropy i gazu i w konsekwencji zaprezentować zasadniczo nowe sprawozdania finansowe za lata 2002–2005.

Analizę użyteczności utrudnia nie do końca jasny cel wprowadzenia SMOG, o czym napisano powyżej. Przyjęto założenie, że chodziło o osiągnięcie następujących celów:

- wprowadzenie do raportowania wartości odzwierciedlającej lepiej niż poniesione koszty poszukiwań i udostępnienia spodziewane korzyści ekonomiczne z eksploatacji złóż ropy i gazu;
- wprowadzenie do raportowania miernika, który byłby porównywalny pomiędzy poszczególnymi koncernami naftowymi.

Postawiono hipotezę, że jeśli pierwsze z założeń miałyby zostać spełnione, to wartość rynkowa badanych koncernów powinna być gorzej skorelowana z wartością księgową niż ze skorygowaną wartością księgową o premię wartości SMOG, przy czym premię tę wyznaczono jako różnicę pomiędzy wartością SMOG a wartością pozycji „skapitalizowane koszty poszukiwań i zagospodarowania złóż”. Przyjęto bowiem założenie, że obie te miary dotyczą tego samego przedmiotu, tj. złóż węglowodorów, a reprezentują dwa różne podejścia do wyznaczania ich wartości: dochodowe i kosztowe (Uberman, 2008). Poniżej zaprezentowano porównanie wyżej wymienionych wielkości (tabela 1).

⁵ W przypadku niektórych danych, których nie podano w sprawozdaniach rocznych firm, posłużono się danymi z innych oficjalnych źródeł, np. sprawozdania K-10 wymaganego przez giełdę nowojorską.

Tabela 1. Kształtowanie się wartości księgowej oraz wartości księgowej skorygowanej o premie SMOG wybranych korporacji naftowych w latach 2000–2010

| Koncern naftowy | Rok | SMOG | Kapitalizowane koszty działalności E & D | Premia SMOG (SMOG - koszty kapitalizowane) | Wartość księgowa | Wartość księgowa skorygowana o premię SMOG | Wartość rynkowa |
|-------------------|------|---------|--|--|------------------|--|-----------------|
| ChevronTexaco | 2010 | 112 452 | 85 627 | 26 825 | 105 811 | 132 636 | 175 053 |
| ChevronTexaco | 2009 | 77 512 | 60 910 | 16 602 | 91 914 | 108 516 | 153 487 |
| ChevronTexaco | 2008 | 35 402 | 75 761 | - | 40 359 | 46 289 | 147 208 |
| ChevronTexaco | 2007 | 138 807 | 66 473 | 72 334 | 77 088 | 149 422 | 193 778 |
| ChevronTexaco | 2006 | 92 354 | 58 003 | 34 351 | 68 942 | 103 293 | 158 118 |
| ChevronTexaco | 2005 | 111 056 | 53 597 | 57 459 | 62 673 | 120 132 | 125 945 |
| ChevronTexaco | 2004 | 63 054 | 35 116 | 27 938 | 45 240 | 73 178 | 110 645 |
| ChevronTexaco | 2003 | 63 923 | 34 914 | 29 009 | 36 287 | 65 296 | 92 353 |
| ChevronTexaco | 2002 | 61 191 | 32 038 | 29 153 | 31 609 | 60 762 | 70 539 |
| ChevronTexaco | 2001 | 30 144 | 30 457 | - | 33 959 | 33 646 | 95 634 |
| ChevronTexaco | 2000 | 65 988 | 30 484 | 35 504 | 33 367 | 68 871 | 89 902 |
| | | | | - | | | |
| BP | 2010 | 115 300 | 84 788 | 30 512 | 94 987 | 125 499 | 136 406 |
| BP | 2009 | 74 800 | 80 097 | - | 101 613 | 96 316 | 179 407 |
| BP | 2008 | 47 200 | 75 399 | - | 91 303 | 63 104 | 142 617 |
| BP | 2007 | 146 200 | 66 655 | 79 545 | 93 690 | 173 235 | 230 766 |
| BP | 2006 | 90 600 | 60 906 | 29 694 | 86 517 | 116 211 | 218 192 |
| BP | 2005 | 128 200 | 55 977 | 72 223 | 85 147 | 157 370 | 221 099 |
| BP | 2004 | 88 500 | 53 459 | 35 041 | 85 092 | 120 133 | 209 520 |
| BP | 2003 | 80 500 | 50 975 | 29 525 | 79 167 | 108 692 | 181 958 |
| BP | 2002 | 76 500 | 53 125 | 23 375 | 66 636 | 90 011 | 151 615 |
| BP | 2001 | 44 500 | 50 740 | - | 62 322 | 56 082 | 173 916 |
| BP | 2000 | N/D | 48 745 | N/D | 65 554 | N/D | 172 671 |
| | | | | - | | | |
| ExxonMobil | 2010 | 175 522 | 152 557 | 22 965 | 146 839 | 169 804 | 364 035 |
| ExxonMobil | 2009 | 115 156 | 94 629 | 20 527 | 110 569 | 131 096 | 322 329 |
| ExxonMobil | 2008 | 86 018 | 76 061 | 9 957 | 112 965 | 122 922 | 397 234 |
| ExxonMobil | 2007 | 214 556 | 75 025 | 139 531 | 121 762 | 261 293 | 504 220 |
| ExxonMobil | 2006 | 130 248 | 70 182 | 60 066 | 113 844 | 173 910 | 438 990 |
| ExxonMobil | 2005 | 164 307 | 63 761 | 100 546 | 111 186 | 211 732 | 344 491 |
| ExxonMobil | 2004 | 110 696 | 62 949 | 47 747 | 101 756 | 149 503 | 328 128 |
| ExxonMobil | 2003 | 99 240 | 59 875 | 39 365 | 89 915 | 129 280 | 269 294 |
| ExxonMobil | 2002 | 96 559 | 49 764 | 46 795 | 74 597 | 121 392 | 234 101 |
| ExxonMobil | 2001 | 53 248 | 44 733 | 8 515 | 73 161 | 81 676 | 267 577 |
| ExxonMobil | 2000 | 97 252 | 44 253 | 52 999 | 70 757 | 123 756 | 301 239 |
| | | | | - | | | |
| Royal Dutch Shell | 2010 | 81 824 | 95 330 | - | 13 506 | 134 507 | 204 991 |
| Royal Dutch Shell | 2009 | 55 631 | 85 056 | - | 29 425 | 107 006 | 184 205 |
| Royal Dutch Shell | 2008 | 31 874 | 62 094 | - | 30 220 | 97 065 | 163 359 |
| Royal Dutch Shell | 2007 | 81 088 | 54 325 | 26 763 | 123 960 | 150 723 | 267 034 |
| Royal Dutch Shell | 2006 | 53 797 | 58 071 | - | 4 274 | 110 671 | 222 945 |
| Royal Dutch Shell | 2005 | 72 295 | 48 151 | 24 144 | 97 224 | 121 368 | 200 614 |
| Royal Dutch Shell | 2004 | 55 985 | 48 906 | 7 079 | 84 576 | 91 655 | 193 720 |
| Royal Dutch Shell | 2003 | 59 451 | 46 463 | 12 988 | 72 848 | 85 836 | 178 169 |
| Royal Dutch Shell | 2002 | 60 362 | 44 010 | 16 352 | 60 444 | 76 796 | 151 123 |
| Royal Dutch Shell | 2001 | 40 414 | 28 445 | 11 969 | 56 160 | 68 129 | 140 889 |
| Royal Dutch Shell | 2000 | 67 906 | 25 184 | 42 722 | 57 086 | 99 808 | 186 872 |

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych analizowanych firm.

Następnie obliczono współczynnik korelacji Pearsona pomiędzy wartością rynkową a odpowiednio nieskorygowaną i skorygowaną wartością księgową analizowanych koncernów (tabela 2). Ponadto obliczono korelację wartości rynkowej

z najprostszym czynnikiem ją kształtującym, tj. ceną samej ropy naftowej. W każdym przypadku posłużono się wartościami na koniec roku.

Wadą takiego podejścia jest fakt, że inwestorzy, których decyzje wyznaczają wartość rynkową, nie znali w momencie ich podejmowania ostatecznej wartości księgowej i wartości SMOG ujętej w sprawozdaniach finansowych, gdyż są one publikowane później. Z drugiej jednak strony zastosowanie wartości rynkowej z daty następującej po publikacji sprawozdań finansowych też nie byłoby dobrym rozwiązaniem, gdyż siłą rzeczy jest ona kształtowana w znacznej mierze przez czynniki, które wystąpiły po zakończeniu roku. Ponadto, ponieważ daty publikacji sprawozdań rocznych różnią się pomiędzy firmami, należałoby zróżnicować daty notowań.

Tabela 2. Korelacja pomiędzy wartością rynkową a wartością księgową, wartością księgową skorygowaną o premie SMOG oraz ceną ropy naftowej w wybranych korporacji naftowych

| Korelacje Pearson'a: | Wartość rynkowa/wartość księgowa | Wartość rynkowa/skorygowana wartość księgowa o premię | Wartość rynkowa/cena ropy naftowej | Premia SMOG/wartość księgowa (średnia) |
|----------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|--|
| ChevronTexaco | 88,74% | 76,45% | 85,52% | 51,96% |
| BP | 16,33% | 66,14% | -2,99% | 27,60% |
| ExxonMobil | 69,47% | 76,77% | 79,07% | 49,16% |
| Royal Dutch Shell | 52,39% | 88,90% | 46,99% | 12,52% |
| Łącznie | 62,00% | 79,04% | 28,83% | 35,31% |

Źródło: opracowanie własne.

Analizując tabele 1 i 2, należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

- Premia SMOG przyjmowała generalnie wartości dodatnie, chociaż tylko w przypadku ExxonMobil było tak w każdym z analizowanych lat. Jest to wynik zgodny z oczekiwaniami, gdyż częste wartości ujemne podważałyby wiarygodność przeprowadzonych testów na utratę wartości aktywów.
- Wartość korekty z tytułu premii SMOG nie jest może na tyle wysoka jakby to mogło wynikać z powszechnego postrzegania wartości złóż, niemniej jest istotna. Co prawda średnio w okresie wyniosła ona nieco ponad 35% wartości księgowej, ale w latach wysokich cen ropy, w sporadycznych przypadkach, przekraczała nawet 100%.
- Obliczone wartości korelacji różnią się znacząco pomiędzy koncernami amerykańskimi (ChevronTexaco i ExxonMobil) i brytyjskimi (BP i Royal Dutch Shell, aczkolwiek ten drugi jest uważany za brytyjsko-holenderski) i dlatego powinny być analizowane oddzielnie.
- Istnieje zasadnicza różnica pomiędzy firmami amerykańskimi a brytyjskimi, jeśli chodzi o relację premii SMOG do wartości księgowej: dla dwóch pierwszych oscyluje ona średnio wokół 50%, dla BP przekraczała 25%, a dla Shella wyniosła tylko nieco ponad 12%. Co ciekawe, różnica ta nie jest wynikiem znacząco innego wpływu działalności *upstream*, na wyniki tych firm (rysunek 1). Natomiast zupełnym zaskoczeniem jest fakt, że to właśnie w przypadku koncernów brytyjskich wartość skorygowana o SMOG wykazuje znacznie lepsze skorelowanie z wartością rynkową niż wartość księgowa.

- W przypadku Chevron Texaco korelacja do wartości rynkowej jest wyższa dla wartości niekorygowanej niż skorygowanej o premię SMOG, natomiast dla Exxon Mobil jest odwrotnie. Nie można jednak nie zauważyć, że w obu przypadkach wartość rynkowa jest mocniej niż ze skorygowaną wartością księgową skorelowana wprost z notowaniami cen ropy naftowej.
- W przypadku British Petroleum i Royal Dutch Shell na wyniki obliczeń bardzo duży wpływ miały specyficzne wydarzenia:
 - katastrofa w Zatoce Meksykańskiej w kwietniu 2010 r., która kosztowała BP utratę około 62 miliardów USD wartości rynkowej w przeciągu trzech następujących po niej miesięcy (*BP's growing troubles*, s. 69–70);
 - błędy w raportowaniu przez Royal Dutch Shell wielkości posiadanych zasobów węglowodorów w latach 2002–2005, która to praktyka spowodowała, obok innych konsekwencji, konieczność dokonania istotnych korekt sprawozdań finansowych za ten okres.

Przeprowadzona powyżej analiza wskazuje, że trudno jednoznacznie uznać, iż zastosowanie SMOG w miejsce skapitalizowanych kosztów poszukiwań i zagospodarowania złóż pozwala na lepsze dopasowanie wartości księgowej do wartości rynkowej firm naftowych. Wydaje się, że raczej nie ma istotnej różnicy w tym względzie między nimi, a tam, gdzie się ona pojawia, jest ona wynikiem przypadkowego zbiegu okoliczności i nie można jej uznać za prawidłowość.

W konkluzji należy więc stwierdzić, że uproszczona analiza statystyczna nie wykazała, aby raportowanie wartości SMOG w jakiś zauważalny sposób wpływało na kształtowanie się wartości rynkowej firm naftowych. Wręcz przeciwnie, zidentyfikowała ona przesłanki do stwierdzenia, że inwestorzy pomijają ją w swoim procesie decyzyjnym.

Podsumowanie

Wprowadzenie obowiązku raportowania SMOG, po blisko trzydziestu latach praktyki, trudno uznać za sukces. Wskazują na to jednoznacznie następujące okoliczności:

- raportujące koncerny regularnie opatrują odnośną część swoich sprawozdań finansowych rzadko spotykanymi notami daleko ograniczającymi ich odpowiedzialność za wiarygodność prezentowanych danych, a nawet wręcz ostrzegają przed ich wykorzystaniem (*Shell Annual Report 2010*, s. 139; *BP 2010 Annual Report*, s. 244);
- środowiska akademickie, zarówno ekonomiczne, jak i górniczo-geologiczne nie prowadzą prawie żadnych badań dotyczących problematyki stosowania SMOG; autor niniejszego opracowania znalazł w zasadzie jeden artykuł oceniający ten miernik w odniesieniu do wyceny firm sektora (Harris, Ohlson, 1987, s. 651–670), a przecież zagadnienia związane z poszukiwaniem i zagospodarowaniem węglowodorów są bardzo często poruszane w literaturze naukowej;

- inwestorzy zdają się prawie w ogóle nie wykorzystywać wartości SMOG w swoich analizach, chociaż sektor naftowo-gazowy jest jednym z najważniejszych na prawie wszystkich giełdach świata (Harris, Ohlson, 1987, s. 651–670);
- żaden kraj, poza Stanami Zjednoczonymi, nie wprowadził wymogu raportowania SMOG, jedynie regulacje kanadyjskie wymagają raportowania tzw. przyszłych przepływów netto (*future net revenues* – FNR) (McLeod, 2005); miernika tego nie raportują również polskie firmy zaangażowane w działalność poszukiwawczą i wydobywczą ropy naftowej i gazu (PGNiG, Lotos czy PKN Orlen).

Przyczyny zaskakująco nikłego zainteresowania SMOG wynikają zapewne z przesłanek przedstawionych w niniejszym artykule:

- nie do końca jasnego celu wprowadzenia wymogu raportowania SMOG,
- bardzo kontrowersyjnej metodologii obliczania tej wielkości,
- braku wymogu audytowania uzupełniającej informacji dotyczącej działalności związanych z ropą naftową i gazem.

Najprościej i najdobitniej przyczyny niepowodzenia wprowadzenia wymogu raportowania SMOG wyjaśnili już chyba składający zdanie odrębne członkowie FASB, pisząc w nim: „Ci, którzy korzystają ze sprawozdań finansowych mogą [na ich podstawie – przypis R.U.] przewidywać przyszłość, ale stanowi to przedmiot procesu podejmowania decyzji inwestycyjnych, a nie cel sprawozdawczości finansowej”.

W konsekwencji powyższych wniosków należy uznać, że metoda SMOG, przynajmniej w kształcie ustalonym przez SFAS no. 69, okazała się bardziej źródłem problemów dla jednostek raportujących niż użytecznych informacji dla użytkowników sprawozdań finansowych. Nie wydaje się więc uzasadnione jej stosowanie w polskich czy europejskich regulacjach dotyczących ujawniania wartości złóż ropy i gazu.

Literatura

- Beninga S.Z., Sarig O.H. (2000), *Finanse przedsiębiorstwa. Metody wyceny*, WIG-Press, Warszawa.
- Bonham M. et al. (2004), *International GAAP 2005*, Ernst & Young, London.
- British Petroleum, *Sprawozdania roczne i finansowe 2001–2010*.
- ChevronTexaco, *Sprawozdania roczne 2001–2010*.
- Crude Oil Marketwire* (2012), Platt's, January 11.
- ExxonMobil, *Sprawozdania roczne 2001–2010, raporty K-10 za lata 2001–2010*.
- Gajdica R.J. (2005), *SEC Proved Reserves Issues*, Offshore Technology Conference, Montreal.
- Harris T.S., Ohlson J.A. (1987), *Accounting disclosures and market's valuation of oil and gas properties*, „Accounting Review”, vol. LXII, no. 4, s. 651–670.
- Harrison P. (2010), *Marine crude oil transport – global voyage losses fall in 2010*, „Petroleum Review”, September, s. 40–44.
- Hodges Ch. (2008), *The Reform of Class and Representative Actions in European Legal Systems*, Hart Publishing, London.
- IASB issues Standard on the Exploration for and Evaluation of Mineral Resources (2004), IASB, London.
- International Financial Reporting Standard no. 6 *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* (2004), IASCF, London.
- International Valuations Standards* (2005), International Valuations Standards Committee, London.

- Johnston D., Bush J. (1998), *International Oil Company Financial Management in Nontechnical Language*, PennWell, Tulsa.
- Joint Meeting with SEC Staff. Highlights* (2003), SEC Regulations Committee, June, Washington.
- KPMG Mining – A Survey of Global Reporting Trends* (2003), KPMG International.
- MacLeod K. (2005), *The marriage of SEC, NI 51-101 and SPE/WPC guidelines in corporate disclosures*, AAPG Conference, Sproule International Limited, Calgary.
- Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej 2007* (2007), SKwP, Warszawa.
- Nieć M. (2008), *Międzynarodowe klasyfikacje złóż kopalin. Problemy unifikacji*, „Gospodarka Surowcami Mineralnymi”, t. 24/2.
- Poniatowska L. (2009), *Metody i modele wyceny bilansowej aktywów i pasywów*, „Zeszyty Teoretyczne Rachunkowości”, t. 53 (109), SKwP, Warszawa.
- Royal Dutch Shell, *Sprawozdania roczne 2001–2006*.
- Sawicki K. (2009), *Wybrane problemy ustalania wartości w sprawozdaniach finansowych przedsiębiorstw*, „Zeszyty Teoretyczne Rachunkowości”, t. 53 (109), SKwP, Warszawa.
- Smith T.E., Roemer T.M. (2008), *Oil & Gas Guide Educational Session*, AICPA, Accounting Standards Executive Committee.
- Surygała J. (red.) (2006), *Ropa naftowa: właściwości, przetwarzanie, produkty. Vademecum rafinera*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Uberman R. (2008), *Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Related to Proved Oil and Gas Reserves and Capitalized Costs of Exploration and Development as Two Ways to Include Oil and Gas Assets' Valuation in Financial Statements*, Balkema, Taylor & Francis Group, London.
- Uberman R. (2011), *Ocena przydatności podejścia kosztowego do wyceny aktywów geologiczno-górnictwowych*, „Gospodarka Surowcami Mineralnymi”, t. 27/2.
- Wood D. (2008), *Valuation and Risk Analysis of Oil and Gas Assets*, Energy Institute, London (materiały szkoleniowe).
- Wright Ch.J., Gallun R.A. (2008), *Fundamentals of Oil & Gas Accounting*, PennWell, Tulsa.
- Wysatta M. (2005), *Reserves accounting rules chronicled*, „Reservoir Solutions”, vol. 2, no. 8, s. 3.

Źródło internetowe

Extractive Activities – Oil and Gas (Topic 932). Oil & Gas Reserves Estimations and Disclosures (2010), Accounting Standards Update no. 2010-03. www.fasb.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820075990&blobheader=application%2Fpdf (dostęp: 27 sierpnia 2011).

Streszczenie

Prezentowany artykuł dotyczy raportowanej przez koncerny naftowe miary wartości złóż węglowodorów nazywanej wystandardyzowaną wartością zdyskontowanych przepływów gotówki ze złóż ropy i gazu ziemnego (SMOG). Przedsiębiorstwa naftowe notowane na rynkach regulowanych przez Amerykańską Komisję ds. Papierów Wartościowych (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC) mają obowiązek raportowania tej wielkości w ramach dodatkowej, nieaudytowanej informacji załączanej do sprawozdań finansowych. Omówiono ewolucję metodologii obliczania SMOG oraz dokonano analizy użyteczności informacji o wartości SMOG z punktu widzenia interesariuszy. Przeprowadzono analizę dostępnej literatury naukowej i biznesowej przedmiotu oraz przeprowadzono porównawczą analizę wpływu wartości SMOG na wycenę rynkową czterech globalnych koncernów naftowych. W konkluzji stwierdzono małą przydatność omawianej miary z punktu widzenia interesariuszy, wynikającą z wielości stosowanych uproszczeń, które sprzyjają powstawaniu problemów związanych z interpretacją otrzymanych wyników.

Słowa kluczowe: złoża kopalin, aktywa geologiczno-górnictwowe, SMOG, sprawozdania finansowe firm naftowych.

Summary

Evaluation of the SMOG method applicability for hydrocarbon reserves valuation in financial statements of oil and gas companies

The paper presented here relates to a notion of Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Related to Proved Oil and Gas Reserves (SMOG) to be reported by oil and gas companies. Entities listed on markets regulated by the U.S. Security Exchange Commission (SEC) are obliged to include into their financial statements a SMOG calculation as a part of the Supplementary Oil and Gas information. This section remains unaudited. The article presents evolution of prescribed methodology. Further an analysis of SMOG's usability from the standpoint of key stakeholders is performed. This is followed by a review of related scientific and business literature and supplemented by a comparative statistical analysis of the SMOG's impact on market valuation of selected four global oil companies. In conclusion a low utility of the SMOG information is identified, resulting from oversimplification of applied methodology and contrasted with a number of important challenges faced by those willing to apply it.

Keywords: mineral deposits, mineral assets, SMOG, oil companies' financial statements.

